

附件 1

四川 2026 年电力市场交易总体方案

为全面贯彻落实党的二十届三中、四中全会精神和习近平总书记关于构建新型电力系统等系列重要指示精神，按照全国统一电力市场建设要求，立足四川电力资源禀赋，加快推动适应四川能源转型发展和结构优化调整的市场机制建设，全力保障电力安全供应，促进清洁能源高质量利用和绿色电力生产消费，省能源局会同省发展改革委、国家能源局四川监管办制定本方案。

一、年度交易规模

根据 2026 年四川电力供需形势、全省工商业用户用电规模预测，预计 2026 年省内电力市场交易规模约 2300 亿千瓦时。

二、市场成员

（一）经营主体

1. 电力用户

工商业用户原则上全部直接参与电力市场交易，暂未直接参与市场交易的工商业用户按规定由电网企业代理购电。直接参与电力市场交易的工商业用户应具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算的要求，并在四川电力交易中心完成市场注册。

2.发电企业

省调直调水电、燃煤、风电、光伏等发电企业及西南网调直调发电企业，并在四川电力交易中心完成市场注册。

3.售电公司

满足电力市场注册条件的售电公司，并在四川电力交易中心完成市场注册，或者由其他电力交易中心推送至四川电力交易中心。

4.电网企业

开展代理购电业务的电网企业，须在四川电力交易中心完成市场注册。

5.新型经营主体

新型储能。具备独立分时计量等技术条件的用户侧新型储能，具备独立分时计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度的独立新型储能电站，并在四川电力交易中心完成市场注册。

虚拟电厂（含负荷聚合商）。具备独立分时计量、控制等技术条件，与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统，能够聚合可调节负荷以及分布式电源、新型储能等资源，对聚合资源具备调节或控制能力，聚合资源符合准入要求的虚拟电厂，并在四川电力交易中心完成市场注册。

电动汽车充（换）电设施。具备相应的分时计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算要求的电动汽车充（换）电设施，并在四川电力交易中心完成市场注册。有放电能力的电动汽车充电设施，应与电网企业签订负荷确认协议，接入新型电力负荷管理系统。

分布式新能源。依法取得发电项目核准或者备案文件，与电网企业签订负荷确认协议或并网调度协议，根据电压等级标准接入新型电力负荷管理系统或电力调度自动化系统，具备相应的分时计量能力或者替代技术手段，满足电力市场计量和结算要求的分布式新能源，并在四川电力交易中心完成市场注册。未完成市场注册的，暂由电网企业开展相关结算服务。

（二）市场运营机构

1.电力交易机构

本方案所指电力交易机构为四川电力交易中心，负责组织电力中长期交易，开展市场注册、合规校核、市场结算、市场监测、风险防控、信息披露、信用评价、电量溯源等工作，保障电力中长期市场交易的有序进行。

2.电力调度机构

本方案所指电力调度机构为西南网调、省调，负责按职责范围组织电力现货交易、电力辅助服务交易，开展安全校核、市场监测、风险防控、电力调度和交易结果执行等工作，保障电网安

全稳定运行。

三、电力批发交易

电力批发交易分中长期交易和现货交易。中长期交易包括常规直购交易、省内绿电交易、电网代理购电市场化交易、保障性用电市场化交易、省间中长期外购挂牌交易、合同电量转让交易等，按照年度、月度、月内等不同时间维度组织开展。现货交易在日前及更短时间内集中开展次日、日内至实时调度之前的电能量交易。

（一）中长期交易

1. 年度交易

年度开展常规直购交易、省内绿电交易、保障性用电市场化交易、电网代理购电市场化交易、合同电量转让交易。其中，常规直购交易采用双边协商和集中交易方式，合同电量转让交易、省内绿电交易采用双边协商方式，保障性用电市场化交易、电网代理购电市场化交易采用挂牌方式，原则上在 2025 年底前完成，具体安排以四川电力交易中心发布的交易公告为准。

2. 月度、月内交易

月度、月内开展常规直购交易、省内绿电交易、保障性用电市场化交易、电网代理购电市场化交易、合同电量转让交易、省间中长期外购挂牌交易等交易。其中，常规直购交易采用双边协商（不含电能量增量交易）和集中交易（其中，月内集中交易包

括连续交易、滚动交易)方式,合同电量转让交易采用双边协商和集中交易(其中,月内集中交易包括连续交易、滚动交易)方式,省内绿电交易采用双边协商方式,保障性用电市场化交易、电网代理购电市场化交易、省间中长期外购挂牌交易采用挂牌方式。月度交易原则上在上月下旬组织,具体安排以四川电力交易中心发布的交易公告为准。

(二) 现货交易

现货市场采用“多电源参与、全电量优化、全水期运行”模式。根据四川水电高占比、水情变化大的资源特性,充分考虑保安全、保供应、促消纳需求,按照“日前出清不结算、日内滚动优化、实时出清结算”的形式组织。

1. 日前市场

基于经营主体申报信息、预测信息及约束信息等市场边界,以社会福利最大化为优化目标,进行集中优化计算,出清得到运行日机组组合、发电出力曲线。日前市场出清结果作为次日发电运行安排参考,不用于市场结算。

2. 日内滚动优化

根据市场边界变化情况,对运行日剩余时段的水库运用、机组组合等进行滚动优化,为实时市场出清提供参考。

3. 实时市场

基于实时最新边界情况,以社会福利最大化为优化目标,进

行集中优化计算,滚动出清实时市场发电出力曲线以及分时电价,用于实时生产运行及市场结算。

四、电力零售交易

零售用户与售电公司应按照当年发布的合同模板签订《四川省售电公司与电力用户购售电合同》,约定零售用户各月分时段电量的交易价格、全年联动价格比例、全年售电公司批零收益分享基准及分享比例等。有绿电需求(不含省间绿电PPA)的零售用户,还应按照月度实际用电量比例约定其绿电电量,以及约定绿色电力环境价值偏差补偿价格。

电力零售交易采用双边协商、挂牌、邀约的方式开展,原则上应不晚于电力中长期年度批发交易开市,具体安排以四川电力交易中心发布的交易公告为准。

五、价格机制

(一) 价格形成

发电侧价格由电能量价格、容量电价和辅助服务费用等构成。

用户价格由上网电价、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等构成。其中,市场化用户上网电价含用户市场交易电价、燃气发电价差费用分摊、省间外购差额资金、燃煤机组运行成本补偿费用分摊等。留存电量、当地地县调直调电站上网电量保障部分(以下简称“保障性小水电”)等对

应的电量，其上网电价为用户市场交易电价。

发电侧电能量价格、用户市场交易电价通过购售双边协商、集中交易等市场化方式形成。高耗能电力用户市场交易电价不设上限。

为保障电力供应、促进工商业负荷削峰填谷，原执行峰谷电价的批发和零售用户仍须按照分时电价政策继续执行峰谷电价。其中批发用户市场交易电价、零售用户的联动价格部分，不执行峰谷电价浮动。

（二）电力批发交易限价

1. 中长期交易

中长期年度、月度、月内（不含滚动交易）电能量交易限价范围为：丰水期（6-10月）各时段0—211.43元/兆瓦时，平水期（5月、11月）各时段0—333.84元/兆瓦时，枯水期（1-4月、12月）各时段0—415.63元/兆瓦时。月内滚动交易的各时段交易价格上限为燃煤火电基准价上浮20%、下限为0，即限价范围为：全年各月各时段0—481.44元/兆瓦时。

省内绿电交易中各时段绿证价格应保持一致。

采用双边协商方式开展合同电量转让时，可选择按原价转让，或在电能量交易限价范围内协商转让价格。

2. 现货交易

电能量申报及出清价格限价范围均为-50—800元/兆瓦时。

（三）电力零售交易限价

电力零售交易的交易价格限价范围与电力批发交易中的中长期年度交易各月电能量交易限价范围一致。

六、交易结算

电力批发交易采用“日清月结”的模式开展结算。按日出具日清分结果，以自然月为周期出具结算依据，并开展电费结算。发电企业、电力用户、售电公司、虚拟电厂全电量以每1小时的现货实时市场系统电价结算，独立储能以每15分钟的现货实时市场出清系统电价结算。中长期合同电量按合约电价与现货实时市场系统电价之差进行差价结算。对同时存在发电、用电特性的新型主体，按照相应市场规则，分别开展结算。

电力零售交易根据零售合同以月度为周期开展结算。

绿电交易电能量部分与绿证部分分开结算，纳入可持续发展价格结算机制的电量不重复获得绿证收益。

七、市场关键机制

（一）高比例签约

为确保中长期电量签约比例执行到位，对2026年电力批发交易的中长期签约要求进行明确。

年度交易。水电机组5-10月分月签约电量（含留存电量、不含优先发电计划电量）不得低于其近三年对应月份¹平均上网电量

¹ 2025年12月数据发布前，近三年12月暂取2022、2023、2024年12月数据，下同。

扣减其 2026 年年度省间交易电量及优先发电计划电量后的 70%，1-4 月、11-12 月分月签约电量不得低于其近三年对应月份平均上网电量扣减其 2026 年年度省间交易电量及优先发电计划电量后的 75%（季调节及以上水库电站为 80%）。燃煤火电机组 5-10 月分月签约电量不得低于其当年对应月份预计上网电量的 60%，1-4 月、11-12 月分月签约电量不得低于其当年对应月份预计上网电量的 80%。批发用户分月签约电量（含省间绿电 PPA、留存电量、保障性小水电）不得低于上一年度对应月份²用电量的 60%。售电公司、负荷类虚拟电厂分月签约电量（含省间绿电 PPA、留存电量、保障性小水电）不得低于其代理零售用户上一年度对应月份的总用电量的 60%。新能源、独立储能、发电类虚拟电厂等不受年度签约比例限制。

月度、月内交易。水电机组当月分时段签约电量（含留存电量、不含优先发电计划电量）不得低于其对应时段全月上网电量扣减其省间交易电量、调试电量、优先发电计划电量的 85%，燃煤火电机组当月分时段签约电量不得低于其对应时段全月上网电量扣减其省间交易电量、调试电量的 85%，集中式新能源当月分时段签约电量不得低于其对应时段全月上网电量扣减其机制电量、省间交易电量、调试电量后的 85%。批发用户当月分时段签约电量（含省间绿电 PPA、留存电量、保障性小水电）不得低于

² 2025 年 12 月数据发布前，上一年 12 月暂取 2024 年 12 月数据，下同。

其对应时段全月用电量的 85%，售电公司当月分时段签约电量(含省间绿电 PPA、留存电量、保障性小水电)不得低于其代理零售用户对应时段全月用电量的 85%。发电类虚拟电厂当月分时段签约电量不得低于其聚合发电类资源对应时段全月上网电量扣减其机制电量、省间交易电量、调试电量的 75%，负荷类虚拟电厂当月分时段签约电量(含省间绿电 PPA、留存电量、保障性小水电)不得低于其聚合负荷类资源对应时段全月用电量的 75%。独立储能不受月度、月内签约比例限制。

(二) 新能源参与市场

集中式光伏、风电应直接参与市场交易，鼓励分布式光伏、分散式风电作为独立的经营主体聚合后参与市场交易。新能源可持续发展价格结算机制按照《四川省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》执行。

(三) 市场风险防控

设置现货市场市场力监测及缓解机制，触发市场力缓解条件时，以合理现货申报价格替换原申报价格。设置现货市场价格异常风险处置机制，在价格持续偏低或偏高情况下，实施现货市场申报参数调整。设置售电公司履约额度风险防控处置措施，对售电公司履约保障凭证额度进行动态监测和评估。具体按照四川电力市场风险防控实施细则执行。

设置中长期超缺额收益回收机制，对发电企业、售电公司、

虚拟电厂、批发用户中长期签约合同比例超过或不足一定比例的部分进行偏差收益回收。设置现货运行下的结算限价机制，在月度结算时对批发市场用电侧市场电量整体月度综合结算电价设置上限，对零售用户联动价格设置上限，避免价格波动过大产生的市场风险。具体按照四川电力中长期市场交易实施细则和结算实施细则执行。

（四）批发零售市场协同

建立售电公司批零协同机制。售电公司应根据其代理零售用户用电情况合理参与批发市场交易，每日各时段签约电量不应超过其代理电力用户合同容量对应的总电量。售电公司各月在批发市场上的中长期签约电量原则上不应超过其各代理所有零售用户近三年对应月最大用电量之和，否则，超出部分按其批发市场对应月份中长期合同均价额外缴纳履约保障凭证。新投产电力用户经其所在市（州）政府主管部门认定后，其历史用电量可按其预计年度分月用电量计算。未按时足额缴纳履约保障凭证的，按《售电公司管理办法》第二十六条有关规定处理。

建立收益分享机制。对售电公司各月各用户批零价差收益超过其与零售用户约定的收益分享基准部分，由售电公司按照收益分享比例分月向该零售用户分享。收益分享基准默认值为 7 元/兆瓦时、收益分享比例默认值为 50%。售电公司与零售用户在零售套餐中应约定收益分享基准和收益分享比例，可选择默认值也

可另行约定。

(五) 地方电网工商业用户直接参与交易

直接从电力市场购电的电力用户须在 2026 年底前完成电能计量装置改造升级工作，实现全电量分时计量等条件，其所在地方电网企业已实现与四川电力交易平台的线上数据交互，满足电力用户注册、变更、交易和结算等功能。

未直接参与市场交易的地方电网工商业用户应在具备上述条件后方可参与市场交易。不能满足现货模式下市场运行条件的地方电网工商业电力用户，自 2027 年起不再直接参与市场，由其所在地方电网代理购电。

(六) 辅助服务市场

持续完善四川辅助服务市场机制，强化与电力中长期、现货市场的统筹衔接，推动电力辅助服务价格规范形成、费用有序传导。初期，开展调频、备用、黑启动等辅助服务交易。

(七) 需求侧市场化响应

建立需求侧市场化响应交易机制。根据四川电力供需形势，适时组织开展需求侧市场化响应交易，具体规则由省级能源主管部门会同相关部门另行明确。

(八) 市场信用管理

建立市场信用管理机制，对经营主体在四川电力市场开展电力交易过程中的履约能力和履约表现等进行评价，规范经营主体

交易行为，提升四川电力市场整体运营效能。

(九) 可再生能源消纳

做好可再生能源电力消纳衔接工作，电网企业要切实承担组织责任，认真做好可再生能源电力并网消纳、跨省跨区输送和市场交易。电解铝、钢铁、水泥、多晶硅行业和国家枢纽节点新建数据中心等要通过绿电绿证交易，达到国家要求的绿色电力消费比例。

八、组织实施

(一) 加强组织协同。省发展改革委、省能源局和四川能源监管办按照职责分工，统筹完善市场建设和运营协调机制，指导市场化交易具体工作推进，协调解决电力市场建设过程中的关键问题。各市（州）电力主管部门要积极组织辖区内电力用户、发电企业参与电力市场交易，做好相关宣传和引导工作。

(二) 规范市场运营。市场运营机构要加强市场建设运营基础保障，加强组织人员保障，做好市场规则宣贯、信息披露、市场运营和监测。各经营主体应自觉维护公平公正电力市场秩序，通过合理渠道及方式反映诉求。发电企业要规范自身报价行为，不得滥用市场支配地位操纵市场价格，禁止通过串通报价、哄抬价格等行为扰乱市场秩序；售电公司要严格遵守国家有关法律法规、电力市场规则和市场管理制度，不得采用虚假营销宣传、作出虚假承诺等不正当行为损害用户利益；电力用户要进一步强化

市场意识和风险意识，主动学习、掌握市场政策规则，及时规避市场风险。电力市场管理委员会要充分发挥市场自律和社会监督作用，进一步强化市场内部自律管理，督促市场成员签订自律公约并规范执行。

（三）做好签约履约。坚持以中长期交易为主、现货交易为补充，严格落实中长期合同签约比例要求，全面推进中长期市场分时段、带曲线签约和结算，进一步发挥电力中长期市场保供稳价基础作用，保障电力平稳高效运行。经营主体要充分考虑不同水期、不同交易周期、不同供需形势下的市场化电力电量供需平衡，科学合理参与市场交易。

（四）持续完善提升。各方结合四川实际积极推动电力市场平稳有序运行，及时跟踪总结电力市场运行存在问题，提出针对性解决措施，不断健全完善方案规则、配套政策以及技术支持系统，进一步夯实后续现货市场转正式运行的基础，推动我省电力市场高质量发展。

本方案未尽事宜，按照四川电力市场配套实施细则执行。方案印发后，若国家出台新的相关政策，按照国家有关规定执行。后续可根据省内电力市场运营情况及时调整完善本方案相关规定。